

УДК 65.0+621.165

А. Л. ШУБЕНКО, член-кор. НАН Украины, зав. отделом

Н. Ю. БАБАК, канд. техн. наук, старший научный сотрудник

М. И. РОГОВОЙ, канд. техн. наук, старший научный сотрудник

Институт проблем машиностроения им. А. Н. Подгорного НАН Украины, г. Харьков

А. М. ПИВЕНЬ, директор

А. Г. КОВАЛЕНКО, главный инженер

В. В. ВАСИЛЬЕВ, начальник отдела

Ахтырский филиал ООО СП «Правэкс-Брок» (Ахтырская ТЭЦ), г. Ахтырка, Сумская обл.

## ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА МИНИ-ТЭЦ В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД ЗА СЧЕТ УСТАНОВКИ МАЛОГО ПАРОВОГО КОТЛА ДЛЯ РАБОТЫ НОВОЙ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ Р-0,75-0,4/0,03

*Рассматривается решение задачи улучшения технико-экономических показателей работы Ахтырской ТЭЦ в летний период после пуска малой паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03 мощностью 0,75 МВт посредством установки малого парового котла. Анализируются технические и экономические вопросы, связанные с выбором параметров и тепловой схемы малого парового газового котла, питающего паром малую турбину в летний период.*

*Розглядається рішення задачі підвищення техніко-економічних показників роботи Охтирської ТЕЦ в літній період після пуску малої турбіни Р-0,75-0,4/0,03 потужністю 0,75 МВт при встановленні малого парового котла. Аналізуються технічні та економічні питання, які пов'язані з вибором параметрів і теплової схеми малого парового котла на газу, що постачає парю малу турбину в літній період.*

**Введение.** Существенные изменения в работе предприятий, объемах отопительной нагрузки и горячего водоснабжения (ГВС), произошедшие после переориентации экономических отношений и получения Украиной независимости, привели к значительному уменьшению загрузки ТЭЦ небольшой мощности, особенно в летний период. Такая ситуация характерна для работы Ахтырской ТЭЦ (см. фото на рис. 1), Кировоградской ТЭЦ, вероятно, и других малых теплоцентралей. Предприятия вынуждены искать пути повышения технико-экономических показателей (ТЭП) своей деятельности.

### Постановка задачи исследований.

В составе Ахтырской ТЭЦ имеется 5 котлов: паровые котлы ТС-35У – 3 шт. (реконструированы на работу на природном газе, производительностью 45 т/ч пара каждый); пиковые водогрейные котлы КВГМ-50 – 2 шт. Номинальные параметры производимого



котлами пара: давление 3,43 МПа, температура 435°C. На Ахтырской ТЭЦ ранее были установлены две паровые турбины АП-6 и АТ-6 мощностью по 6 МВт. В отопительный период эти турбины работают на электрической мощности близкой к номинальной.

Ранее [1] рассматривалось решение задачи повышения ТЭП Ахтырской ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины К-0,75-0,45 с ухудшенным вакуумом, питающейся паром из регулируемого производственного отбора станционной турбины АП-6. Экономия достигается за счет

Рис. 1. Ахтырская ТЭЦ уменьшения выбросов теплоты в атмосферу и увеличения выработки электроэнергии. По техническому заданию на проектирование турбина для Ахтырской ТЭЦ не имеет конденсатора, пар после нее направляется в бойлер для нагрева сетевой воды. Соответствующая машина, спроектированная,

изготовленная и поставленная ООО «Энерготех» (г. Ст. Петербург, РФ) в 2008 г., отнесена к противоаварийному; ее маркировка Р-0,75-0,4/0,03 (Р-0,75) [2].

Основные технические характеристики турбины Р-0,75 представлены в таблице. Стоимость паротурбинной установки (ПТУ) 2300 тыс. грн (январь 2008 г.). В комплект поставки входят: ПТУ с фундаментной рамой и редуктором, синхронный генератор СГ2-750/6,3-4УЗ (производитель ОАО «СЭЗ», г. Сафонов, РФ), тиристорное возбуждающее устройство, клапаны стопорные, конденсатор уплотнений КГУ-10-0,4; комплект средств автоматического управления и защиты; щиты контроля давления, управления турбиной, клапанами; маслостанция (бак, электронасос, фильтр, маслоохладитель, регулятор температуры масла, маслопроводы). Машина поставляется в собранном виде на общей раме-маслобаке без последующей разборки при монтаже. Гарантийный срок эксплуатации турбогенератора 24 месяца.

Турбина Р-0,75 представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий 4 ступени давления, дроссельное парораспределение. Ротор турбины с входным валом редуктора и выходной вал редуктора с ротором генератора соединены эластичными муфтами.

Продолжительность пуска турбины из холодного состояния 23 мин; после простоя 6-8 ч пуск за 10 мин. Количество пусков на ресурс из различных тепловых состояний не менее 3800, в том числе 100 пусков из холодного состояния. Срок службы турбоустановки 40 лет.

Таблица

Основные технические характеристики паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03 [2]

Номинальные параметры пара					Обороты, об/мин		Электрическая мощность, кВт	
На входе			За турбиной					
Давление, МПа	Температура, °С	Расход, т/ч	Давление, МПа	Температура, °С	Турбина	Генератор	Номинальная	Max
0,40	234	10	0,03	68,7	7500	1500	750	800
Расход охлаждающей воды, м³/ч		на маслоохладитель			12	Масса турбоустановки, т		10
		на конденсатор пара уплотнений			20			

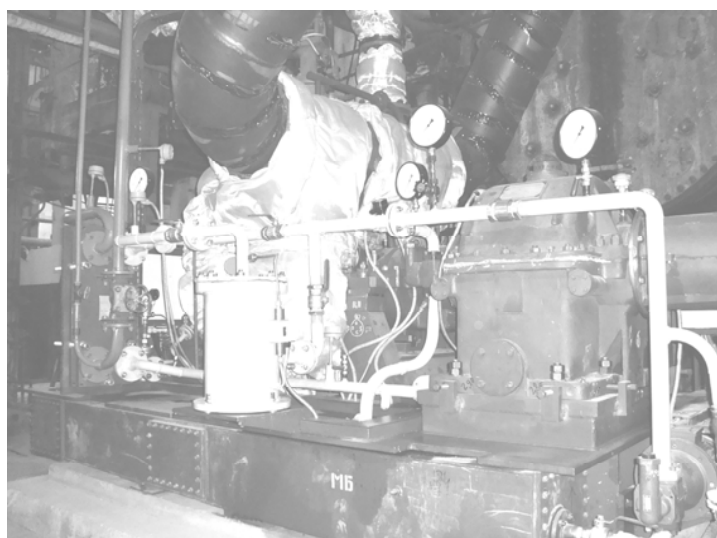


Рис. 2. Вид на турбину Р-0,75 со стороны генератора (отметка машинного зала Ахтырской ТЭЦ 0 м)

Электрическая система регулирования и защиты ПТУ представляет собой единый комплекс, состоящий из первичной аппаратуры (датчиков), программно-технического комплекса «Автонит» и исполнительных устройств [2]. Автоматизированное рабочее место оператора позволяет персоналу вести дистанционное управление турбогенератором на всех рабочих режимах пуска, работы под нагрузкой, останова.

НТК «ИПМаш НАНУ» являлся генподрядчиком этих работ (генпроектировщик ОАО «Укргипроцукур, г. Винница»). В конце 2008 г. турбина Р-0,75 поступила на ТЭЦ,

в январе 2009 г. начат ее монтаж, в начале апреля турбина сдана в эксплуатацию. Удельная стоимость турбоустановки Р-0,75 ~730 USD/кВт. Некоторое уменьшение удельной стоимости достигнуто за счет того, что в здании ТЭЦ имелось помещение для установки машины, были в наличии свободные ячейки ГРУ, используется имеющийся эжектор.

Фото установленного турбогенератора представлено на рис. 2.

Для создания и поддержки вакуума в пусковом и рабочем режимах турбины Р-0,75 предусмотрено использование пускового и основного эжекторов стационарного турбогенератора АП-6, см. схему на рис. 3. Для откачки из бойлера в деаэратор конденсата устанавливаются два (один резервный) конденсатных насоса [2].

Мощность турбины Р-0,75 (0,75 МВт) была определена, исходя из тепловой нагрузки ТЭЦ в летний период (2,7 Гкал/ч на ГВС, электрическая мощность на тепловом потреблении ~400 кВт) при условиях: работа турбины на режиме менее чем 50 % нагрузки мало эффективна, инвестиции на реализацию проекта не более 3500 тыс. грн (выбор для увеличения мощности большего количества ступеней в турбине приводит к росту стоимости машины).

С учетом роста в 2009 г. цен на энергоносители:  $c_{э}^{+} = 0,7015$  грн/кВт·ч – стоимость электроэнергии в сети\*,  $c_{г}^{п+} = 2570,7$  грн/тыс. м<sup>3</sup>,  $c_{г}^{н+} = 872,79$  грн/тыс. м<sup>3</sup> – цены природного газа «промышленного» и для населения,  $c_Q^{+} = 278,75$  грн/Гкал – цена теплоты срок окупаемости установки на Ахтырской ТЭЦ турбины Р-0,75 с малым котлом по сравнению с оценками [1] сократился в два раза и составил 8–9 месяцев.

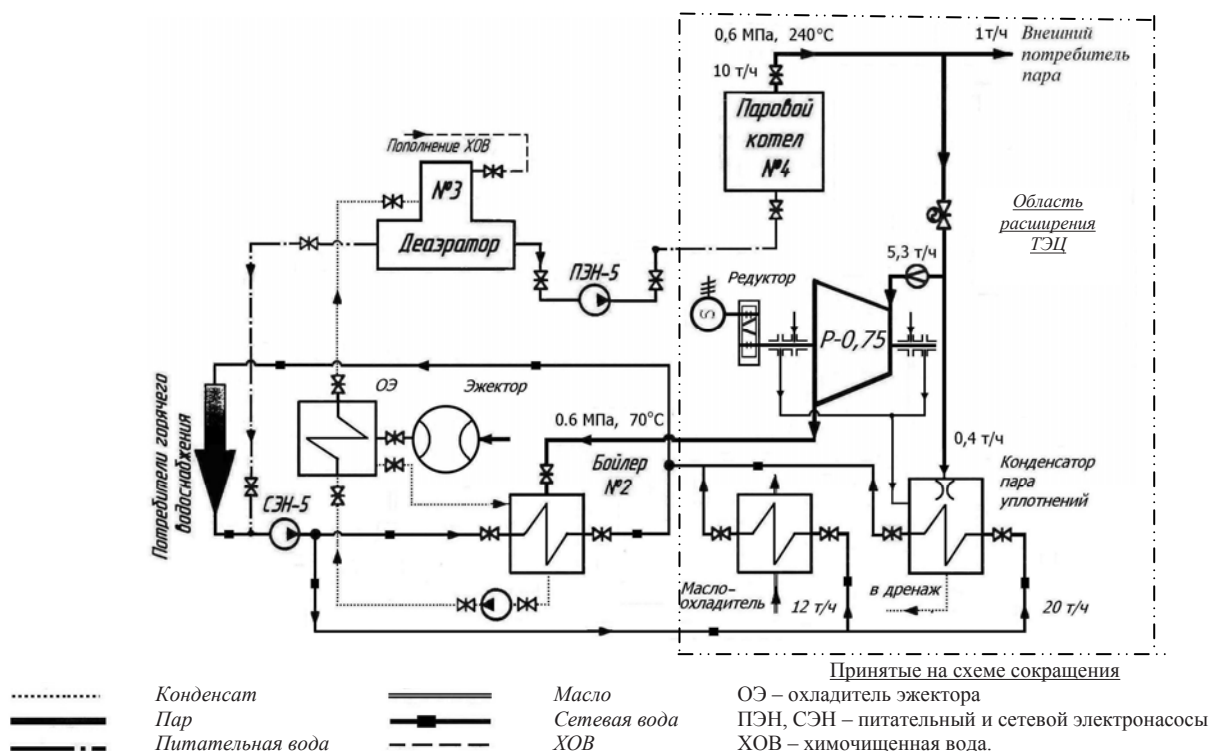


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема работы Ахтырской ТЭЦ в летний период после установки турбины Р-0,75 и малого парового котла (станционный № 4)

В соответствии со вторым этапом энергосбережения [1] выработку пара для турбины Р-0,75 Ахтырской ТЭЦ в летний период предполагалось производить на вновь устанавливаемом паровом котле (станционный № 4, см. схему на рис. 3) производительностью 10 т/ч пара с давлением ~0,6 МПа, температурой 230 °С.

«Острый» пар из котла № 4 поступает в турбину Р-0,75 (~5,3 т/ч), на уплотнение турбины ~0,4 т/ч, периодически ~1 т/ч пара отпускается внешним потребителям (рис. 3). После турбины пар направляется в бойлер ПСВ-200-7-15 для нагрева сетевой воды.

\* Верхний индекс «+» указывает на цену с НДС.

Установка малого котла позволит избежать в летний период избытков производства теплоты, ранее сбрасываемых в бассейн-охладитель.

Затраты на реализацию проекта установки малого котла по предварительной оценке составят 1500 тыс. грн [1], расчетный простой срок окупаемости проекта 3 года.

Рассмотрим вопросы, связанные с выбором нового котлоагрегата для эффективной работы на Ахтырской ТЭЦ турбины Р-0,75 в летний период.

#### **Технические предложения по установке малого парового котла для Ахтырской ТЭЦ.**

Производителями котлов и организациями, выполняющими проектные и монтажные работы по котельному оборудованию, были предложены следующие решения (цены начала 2009 г.).

1. Расширение диапазона регулирования по расходу пара до 5 т/ч ранее установленного на Ахтырской ТЭЦ парового котла ТС-35У при обеспечении: КПД сжигания газа в котлоагрегате ~91 % и допустимых экологических требований на всех режимах (стоимость реализации проекта «под ключ» 1200 тыс. грн, исполнитель АОЗТ «НТП Котлоэнергопром», г. Харьков).

2. Установка и реконструкция котла ТП-35, бывшего в употреблении, под производительность 10 т/ч на 0,6 МПа перегретого пара (230 °С). Котел оснащается новым пароперегревателем, чугунным экономайзером. Гарантируется работа котла с техническими показателями близкими к заводским (генпроектировщик – ОАО «Укрگیпроцукор», г. Винница, подрядчик по монтажу и наладке – ООО «Реал», г. Киев), предварительная стоимость реализации проекта «под ключ» ~900 тыс. грн, срок выполнения 6-7 месяцев.

3. Установка котлоагрегата производительностью 10 т/ч перегретого пара с параметрами: 0,6 МПа, 240 °С (температура питательной воды 104 °С, КПД котла 92 %, расход природного газа 890 м<sup>3</sup>/ч, разработка и производство АОЗТ «НТП Котлоэнергопром»). Стоимость реализации проекта «под ключ» ~3700 тыс. грн, срок реализации 8-10 месяцев. Котел оснащается чугунным экономайзером, современной автоматикой.

4. Установка котла UNIVERSAL UL-S, производящего перегретый пар 230 °С, 0,6 МПа, изготовитель Компания LOOS INTERNATIONAL, стоимость реализации проекта «под ключ» ~4000 тыс. грн, срок 6-7 мес. (проект и монтаж ОАО ПТП «Укрэнергочермет», г. Харьков).

Котел UNIVERSAL UL-S имеет трехходовую конструкцию с водоохлаждаемой задней поворотной камерой. Экономайзер чугунный. Котел в заводской готовности.

5. Установка котла ME-6,5-14ГМ (изготовитель МПВФ «Энергетик», г. Монастырище, Черкасская обл.). Котлоагрегат ME-6,5-14ГМ предназначен для получения насыщенного пара 194 °С, 1,4 МПа, принадлежат к типу двухбарабанных водотрубных газоплотных котлов с естественной циркуляцией [3]. Предусмотрена работа котла на природном газе и мазуте. Общий вид котла ME-6,5-14 представлен на рис. 4 (стоимость котла ~500 тыс. грн). Котел оснащается достаточно современной системой управления.

Для очистки конвективной поверхности нагрева котел снабжен стационарным обдувочным аппаратом.

Для использования тепла уходящих дымовых газов за котлом устанавливается чугунный водяной экономайзер. Предусмотрена газоимпульсная очистка его поверхностей

Котел поставляются в обмуровке с обшивкой, единым транспортабельным, собранным на раме блоком. Котел не нуждается в специальном фундаменте, устанавливается на бетонной площадке толщиной 200-300 мм. Для получения перегретого пара 225 °С исполнитель проекта АОЗТ «НТП Котлоэнергопроект» (г. Харьков) предлагает изготовить выносной пароперегреватель. Стоимость реализации проекта «под ключ» ~1200 тыс. грн, срок выполнения работ 8-10 месяцев.



Рис. 4. Паровой котел ME-6,5-14



6. Установка двухбарабанного котла Е-10-14ГМ<sub>2</sub> производящего перегретый пар 0,6 МПа, 240 °С (проект и изготовление котлоагрегата ЗАО «ХКП Котлоэнергопроект», г. Харьков). На момент запроса водотрубная система котла имелась в наличии, необходимо изготовить пароперегреватель и устанавливаемый отдельно стальной экономайзер. Срок реализации проекта «под ключ» ~4 месяца, стоимость (с простой автоматикой) 1200 тыс. грн.

Анализ представленных предложений по реализации проекта установки малого парового котла показал необходимость исследования вопросов, связанных с выбором параметров производимого пара, особенностями тепловой схемы котлоагрегата.

**Выбор параметров пара, производимого котельным агрегатом.** К техническим условиям, необходимым для эффективной работы паровой турбины, следует отнести использование на входе в турбину Р-0,75 пара с более высокими параметрами, но близкими к номинальным: 0,45 МПа, 250 °С (рассчитаны по зимнему режиму [1]).

Удельные объемы пара на выходе из котла при стандартном давлении 1,4 МПа, ~0,15-0,16 м<sup>3</sup>/кг и при давлении пара 0,45 МПа ~0,6 м<sup>3</sup>/кг (пар из отбора турбины АП-6) существенно различаются. Рассмотрим особенности работы котла и турбины с давлением пара отличным от номинального (зимний режим).

Функционирование паровой турбины на насыщенном паре, как и (см. [4]) работа котельной установки на паре с пониженным давлением  $P_K$  по сравнению с номинальным  $P_{НОМ}$  (если  $P_K < 0,5 P_{НОМ}$ ) не рекомендуется. Это приводит к перерасходу топлива и ухудшению работы всей системы, потребляющей пар, из-за низкого качества пара (повышение влажности и солесодержания). Также имеет место «недогрев» воды в экономайзере (максимальная температура воды после чугунного экономайзера должна быть на 40 °С, а при наличии автоматизации – на 20 °С ниже температуры насыщения [4]. С уменьшением  $P_K$ , температура воды после чугунного экономайзера также уменьшается).

Таким образом, при выборе котлоагрегата, следует отдавать предпочтение варианту, обеспечивающему производство перегретого пара с номинальным давлением  $P_K = 0,6-0,7$  МПа (вариант 6).

**Установка в котле пароперегревателя.** Экономическую целесообразность установки в котле пароперегревателя (ПП) определим, оценив результаты финансовой деятельности ТЭЦ от выработки турбиной Р-0,75 дополнительного количества электроэнергии (за счет более высоких: начальной температуры пара, КПД проточной части).

По результатам теплового расчета процесса в турбине Р-0,75 при давлении пара на входе 0,6 МПа, температуре ~240 °С (перегретый пар) давлении пара за турбиной 0,05 МПа (имеются потери давления в выпускном тракте от турбины до бойлера) и расходе пара  $G_{T_{240}} = 5,93$  т/ч, электрическая мощность турбины составила 487,7 кВт (относительный внутренний КПД турбины принимался  $\eta_{oi} = 0,72$ , потери теплоты при отпуске на ГВС 6 %); при работе на насыщенном паре – 447,0 кВт ( $\eta_{oi} = 0,68$ ), расход пара  $G_{T_{160}} = 6,29$  т/ч. Расход пара через турбину при установке ПП уменьшился, поскольку количество теплоты, отпускаемое на ГВС фиксировано и составляет 2,7 Гкал/ч, а температура пара на выходе из турбины увеличилась.

Прибыль за летний сезон от дополнительной выработки электроэнергии при установке на котле ПП составит:

$$\Delta C_{ПП \text{ год}} = \Delta N_{э} c_{э} \tau_{л} k_y = 47,7 * 0,5846 * 4200 * 0,85 / 1000 = 99,5 \text{ тыс. грн,}$$

где  $\Delta N_{э} = 487,7 - 447,0 = 40,7$  кВт – прирост электрической мощности турбины;

$\tau_{л} = 4200$  ч – продолжительность летнего сезона,  $k_y = 0,85$  – коэффициент использования установленной мощности.

Дополнительная тепловая мощность, затрачиваемая на перегрев пара (со 160 до 240 °С) составит  $\Delta Q_{п} = 17,1$  кВт.

Часовое количество топлива, дополнительно сжигаемое для перегрева пара

$$\Delta B_y = 3600 \Delta Q_{п} / Q_{п}^p / \eta_{кп} = 3600 * 17,1 / 36602 / 0,92 \approx 1,82 \text{ м}^3/\text{ч,}$$

где  $Q_p = 36602 \text{ кДж/м}^3$  низшая рабочая теплотворная способность природного газа.  
Стоимость топлива, затрачиваемого на перегрев пара в течение летнего сезона,

$$\Delta C_{\text{п}} = \Delta B_{\text{п}} c_{\text{г}}^{\text{п}} \tau_{\text{л}} k_{\text{у}} = 1,82 / 1000 * 2142 * 4200 * 0,85 / 1000 = 13,9 \text{ тыс. грн.}$$

Суммарная прибыль от подачи в летний период перегретого пара на вход в турбину Р-0,75 составит  $\Delta C_{\text{п}_\Sigma} = \Delta C_{\text{пп год}} - \Delta C_{\text{п}} = 99,5 - 13,9 = 85,6 \text{ тыс. грн/год.}$

Стоимость установки ПП на котел КЕ-10-14ТС «под ключ» (данные АОЗТ «НТП Котло-энергопром») составляет ~250 тыс. грн. Установка ПП в котел окупится за ~3 года.

**Выбор котлоагрегата.** При выборе рационального для реализации технического решения по установке малого котлоагрегата на Ахтырской ТЭЦ первые пять, из перечисленных ранее, были отвергнуты. Первый вариант – из-за трудностей, связанных с пересмотром основных средств в договоре аренды коммунальной собственности (Ахтырская ТЭЦ). Второй вариант был забракован из-за малого гарантированного срока эксплуатации котла без ремонтов, а также в связи с необходимостью в дальнейшем вкладывать больше средств на поддержание котлоагрегата в надлежащем техническом состоянии. Инвестиционные затраты на реализацию третьего и четвертого вариантов существенно превышают финансовые возможности станции. Пятый вариант установки котлоагрегата проигрывал шестому варианту по срокам выполнения работ.

Таким образом, предпочтительным среди перечисленных является вариант установки котлоагрегата Е-6,5-14ГМ (шестой вариант, предложение ЗАО «ХКП Котлоэнергопром»)\*.

Для более полного использования возможностей энергосбережения при установке парового котла следует рассмотреть реализацию конденсационного теплоутилизатора (КТ), позволяющего производить глубокое охлаждение уходящих продуктов сгорания [4, 5].

**Установка конденсационного теплоутилизатора.** Во времена СССР в научно-технической литературе не рекомендовалось снижать температуру уходящих газов ниже 130-150 °С из-за возможной конденсации паров воды из этих газов в дымовых трубах [4] и недостаточного изучения проблемы. Последние годы в связи с изменением соотношения цен на природный газ и металл (нержавеющую сталь для теплообменников) для котлоагрегатов, работающих на природном газе, стало экономически выгодным применять системы глубокой утилизации теплоты дымовых газов [5 – 7 и др.]. Ведущие исследовательские организации в области тепловых процессов такие как: ВТИ (г. Москва), [8], ИТТФ НАНУ (г. Киев) в списках наиболее эффективных энергосберегающих технологий внедрение КТ помещают в строках близких к вершине списка. Это правомерно, поскольку по данным [5] установка КТ позволяет повысить коэффициент использования топлива котельной на 3-5 % по высшей теплоте сгорания при наличии хвостовых поверхностей котлов, получить ощутимый экономический эффект.

Разработаны и применяются на практике КТ различных типов [5]: с контактным (с использованием колец Рашига или с активной насадкой – КТАНов) с контактно-поверхностным, с поверхностным теплообменниками и др. Каждое из применяемых технических решений имеет свои достоинства и недостатки. Как отмечается в [5]: по простоте конструкции и изготовления преимущество имеют конденсационные поверхностные теплообменники; по интенсивности теплообмена, компактности, аэродинамическому сопротивлению оба типа теплообменников (поверхностные и контактные) примерно равноценны; с экологической точки зрения контактные экономайзеры имеют преимущества перед поверхностными теплообменниками, поскольку обеспечивают уменьшение вредных выбросов в атмосферу; по качеству нагретой воды преимущество за поверхностными теплообменниками и КТАНами – нагретая вода и газы в них не контактируют друг с другом.

- Для окончательного выбора исполнителя проекта была проведена тендерная процедура. Малый паровой котел смонтирован на Ахтырской ТЭЦ летом 2009 г.

При разработке установок для глубокого охлаждения продуктов сгорания необходимо обеспечить работу в «сухом» режиме наружных газоходов и дымовой трубы, решить вопрос возможности использования конденсата дымовых газов в системе теплоснабжения котельной.

Тепловая схема применения КТ с контактным теплообменником для повышения эффективности использования природного газа в энергоустановках показана на рис. 5.

Продукты сгорания природного газа после котла 1, пароперегревателя 2, водяного экономайзера 3 охлаждаются до температуры 120–130 °С и затем разделяются на два потока. Приблизительно 70–80 % газов направляется по главному газоходу 5 и поступает в КТ 6 поверхностного типа, остальная часть – в байпасный газоход 4.

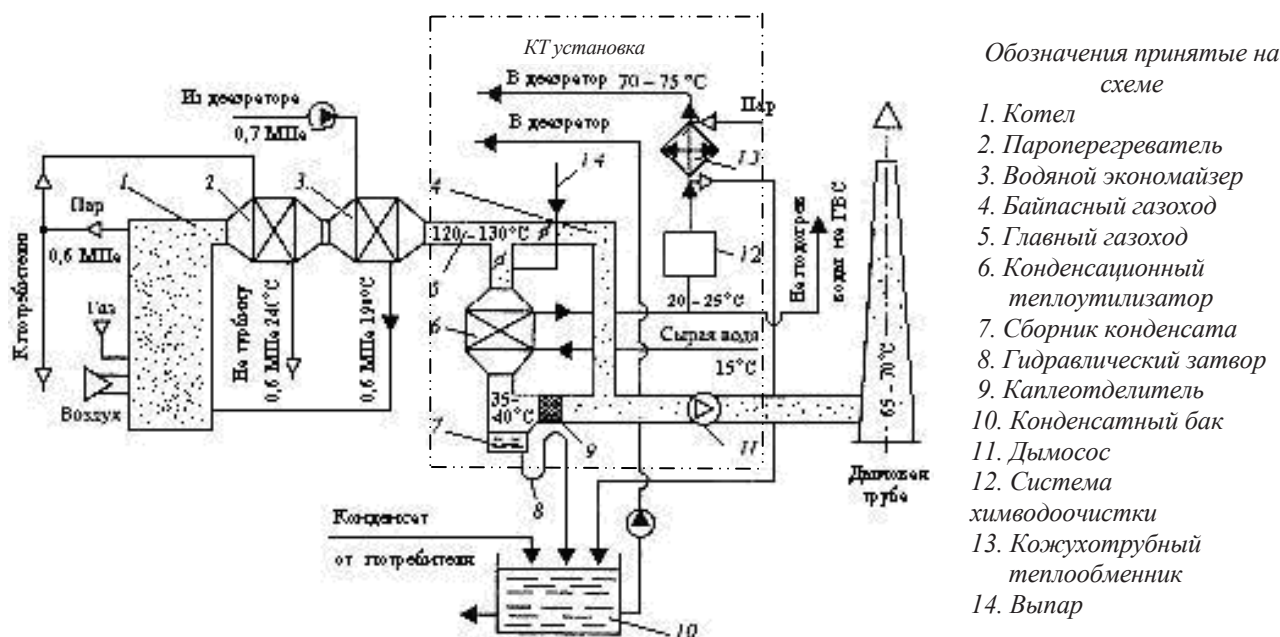


Рис. 5. Пример применения поверхностного теплообменника для повышения эффективности использования топлива в котельной установке

В КТ 6 продукты сгорания охлаждаются сырой водой до 35–40 °С, при этом происходит конденсация ~60–70 % содержащихся в них водяных паров. Это позволяет полезно использовать как физическую теплоту дымовых газов, так и скрытую теплоту конденсации части водяных паров. Охлажденные продукты сгорания после каплеотделителя 9 смешиваются с проходящими по байпасному газоходу 4 неохлажденными продуктами сгорания и при температуре 65–70 °С отводятся дымососом 11 через дымовую трубу в атмосферу. Подогретая в КТ 6 вода последовательно проходит через систему химводоочистки 12, кожухотрубный теплообменник 13, термический деаэратор, водяной экономайзер 3 и подается на подпитку в паровой котел 1. Определено [5], что рН конденсата составляет 3,5–4,3, поэтому во многих случаях можно обойтись без химводоочистки. Если турбина конденсационная, для подогрева воды в деаэраторе следует использовать регенеративную схему.

Для проверки отсутствия конденсации паров дымовых газов после перевода парового котла на работу с глубоким охлаждением продуктов сгорания (до 65–70 °С) следует проводить расчет режима работы дымовой трубы [5]. В случае использования КТ технологии на Ахтырской ТЭЦ только в летний период (после установки малого котла) эти расчеты можно не выполнять, поскольку температуры наружного воздуха летом высоки и вероятность остывания газов в дымовой трубе до точки росы (50–55 °С) весьма мала.

Выигрыш от применения КТ при работе ТЭЦ на природном газе складывается: из экономии топлива (3–5 %), экономии на водоподготовке (при сжигании  $A_B = 22,4 \text{ м}^3$  природного газа образуется  $m_{H_2O} = 36 \text{ кг}$  конденсата), экономии электроэнергии на собственные

нужды (дымосос) за счет уменьшения объема дымовых газов, сокращения выбросов  $NO_x$  (на ~30 % [5]).

Для газового котла (КПД  $\eta_k = 0,92$ ) производительностью ~10 т/ч пара с давлением 0,6 МПа и температурой 240 °С расход природного газа  $G_r \approx 750 \text{ м}^3/\text{ч}$ . При указанных ранее ценах на газ экономия  $\Delta G_r = 4 \%$  (30  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) топлива при сжигании позволит сохранить ~34,5 грн/ч.

Количество образующегося конденсата из дымовых газов при применении КТ при выработке 8 т/ч пара с учетом доли уходящих газов  $d_{\text{гкт}} = 60 \%$ , проходящих через утилизатор, и эффективности извлечения паров воды  $\eta_{\text{ин20}} = 70 \%$  составит

$$m_{\text{кн20}} = d_{\text{гкт}} \eta_{\text{ин20}} G_r m_{\text{н20}}/A_v = 0,6 \cdot 0,7 \cdot 750 / 1000 \cdot 0,8 \cdot 36 / 22,4 \approx 0,405 \text{ т/ч}.$$

При себестоимости конденсата  $c_{\text{кн20}} = 8 \text{ грн/т}$ , экономия от извлечения его при применении КТ составит 3,2 грн/ч.

Согласно [5] снижение потребления мощности дымососа при испытаниях КТ для котла ДЕ-10-14 составило 0,56 кВт, стоимость сэкономленной электроэнергии ~0,26 грн/ч.

Удельная допустимая величина выбросов  $NO_x$  при установке нового котлоагрегата, работающего на природном газе, в Украине не должна превышать 135 мг/м<sup>3</sup> (100 ppm). Объем дымовых газов  $V_r$  при сжигании 750 м<sup>3</sup> природного газа составит ~5 тыс. м<sup>3</sup>. Норматив денежного сбора за выбросы  $NO_x$  в Украине  $c_{NO_x} = 189,84 \text{ грн/т}$ . Уменьшение вредных выбросов на 29 % при условии, что часовые фактические удельные выбросы  $NO_x$  не превышают норматив 500 мг/м<sup>3</sup> [9], приведет к изменению часовой оплаты за эти выбросы в атмосферу от стационарного источника  $\Delta C_{\text{ВВА. } NO_x} = 0,10 \text{ грн/ч}$ .

Результаты расчета экономии от применения КТ показывают, что вклад от экономии топлива (34,5 грн/ч) значительно превышает остальные составляющие (3,2, 0,26 и 0,1 грн/ч). Выигрыш от применения КТ для рассматриваемого котла составит ~38,1 грн/ч. Годовая прибыль от глубокой утилизации теплоты дымовых газов ~113 тыс. грн ( $\tau_{\text{л}} = 4200 \text{ ч}$ ,  $k_y = 0,85$ ). Причем с увеличением цены природного газа прибыль будет только расти.

Проект утилизации теплоты дымовых газов от малого парового котла на Ахтырской ТЭЦ целесообразно реализовать в виде отдельной установки, которую использовать и в зимний период, направляя в нее часть дымовых газов от котлов ТП-35У.

Стоимость реализации системы глубокой утилизации теплоты дымовых газов «под ключ» для котла производительностью 10 Гкал/ч составляет ~20 тыс. USD [10]. Весь комплекс работ по проектированию, изготовлению, монтажу и наладке системы теплоутилизации с контактным КТ может выполнить, например, «Институт промышленной экологии» (г. Киев) [10], реализовавший в Украине ряд подобных проектов.

### Выводы

Анализ технических решений, связанных с установкой на Ахтырской ТЭЦ парового котла для работы в летний период паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03, позволил рекомендовать в качестве рационального вариант установки котлоагрегата Е-10-14ГМ (6,5 Гкал/ч), проект и изготовление ЗАО «ХКП Котлоэнергопроект» (г. Харьков). Стоимость реализации проекта «под ключ» ~1200 тыс. грн, срок ~4 мес. Котел оснащен пароперегревателем, вырабатывающим перегретый пар с параметрами 0,6 МПа, 240 °С. Это позволит в летний период работать турбине Р-0,75-0,4/0,03 в близких к расчетным условиям.

Выполненная в 2007 г. [1] оценка экономической эффективности установки малого котла на Ахтырской ТЭЦ – простой срок окупаемости ~3 года (стоимость проекта «под ключ» ~1500 грн), претерпела некоторые изменения в сторону уменьшения (за счет изменения цен на газ и электроэнергию).

Несмотря на то, что ни в промышленности, ни в коммунальном хозяйстве Слобожанщины конденсационные утилизаторы теплоты дымовых газов пока не нашли широкого применения, установка такого устройства на Ахтырской ТЭЦ является



перспективным энергосберегающим мероприятием. Конденсационный утилизатор следует реализовать в виде отдельной установки, предусмотрев его работу в летний период от малого котла Е-10-14, а в зимний – от котлов ПТ-35У. При стоимости проекта установки такого утилизатора «под ключ» ~200 тыс. грн (с запасом), он может окупиться за счет экономии ~3-5 % расхода природного газа за ~1,8 года.

**Благодарность.** Авторы выражают признательность И. В. Воронченко, АОЗТ «НТП Котлоэнергопром» и С. В. Васильченко, ЗАО «ХКП Котлоэнергопроект» за содержательные консультации.

### Список литературы

1. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора / А.М. Пивень, В.В. Васильев, И.В. Гаркавенко и др. // Энергосбережение · Энергетика · Энергоаудит, 2008. – № 10. – С. 22–31.
2. Паротурбінна установка типу Р-0,75-0,4/0,03 в турбінному відділенні Охтирської ТЕЦ. Робочий проект. Розділ 2. Тепломеханічні рішення. – Кіровоград: ВАТ «Укргіпроцукор», – 2008. – 60 с.
3. Котлы серии МЕ [Электронный ресурс]: Официальный сайт производителя – ОАО «Монастырищенский машиностроительный завод» (ОАО «ТЕКОМ»), г. Монастырище, Украина. – [2008]: Режим доступа : <http://www.tekom.com.ua/kotel/me.html>. – Последнее обращение: 06.04.2009. – Загл. с экрана.
4. Тепловые схемы котлов / А.А. Паршин, В.В. Митор, А.Н. Безгрешнов и др. – М.: Машиностроение, 1987. – 224 с.
5. Кудинов А.А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. – Ульяновск: Ульяновский государственный технический университет, 2000. – 139 с.
6. Галустов В.С. Утилизация теплоты дымовых газов // «Энергия и менеджмент», Минск: Республика Беларусь, 2004, – № 6. – С. 44–48.
7. Свиридов Н.Ф. Установка утилизации тепла дымовых газов / Н. Ф. Свиридов, Р. Н. Свиридов, И. Н. Ивуков, Б. Л. Терк [Электронный ресурс]: электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы» (ЭСКО ЭКОСИС) № 2, 2006 – ЗАО «ЭСКО ЭКОСИС», Запорожье, [2009]: Режим доступа : [http://www.esco-ecosys.narod.ru/2006\\_2/art35.htm](http://www.esco-ecosys.narod.ru/2006_2/art35.htm) – Последнее обращение: 07.12–2009. – Загл. с экрана.
8. Тумановский А.Г. Резервы энерго- и ресурсосбережения на малых ТЭС, в котельных и системах теплоснабжения / А.Г. Тумановский, О.В. Морозов – ОАО «Всероссийский теплотехнический институт» [Электронный ресурс]: ЭнергоСовет.ru Портал по энергосбережению. – М.: [2009]: Режим доступа: [www.energsovet.ru/stat28.html](http://www.energsovet.ru/stat28.html). – Последнее обращение: 07.12.2009. – Загл. с экрана.
9. Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища від 27 червня 2006 р. № 309 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел» [Электронный ресурс]: сайт «Мир отходов» — Харьков: НГО «ЭкоИнформ» и ООО «Экологический Альянс», [2008]. — Режим доступа: <http://www.waste.com.ua/law/nakaz27606-309.html>. – Последнее обращение: 06.02 2009. – Загл. с экрана.
10. Утилизация теплоты и снижение выбросов оксидов азота котлами путем использования контактной комбинированной теплоутилизационной установки. [Электронный ресурс]: официальный сайт. – Киев: Институт промышленной экологии [200–]: Режим доступа :

<http://www.engecology.com./1.html>. – Последнее обращение: 07.12.2009. – Загл. с экрана.

**ENERGY-SAVINGS ON MINI STEAM POWER STATION IN A SUMMER PERIOD  
FOR ACCOUNT OF SETTING OF SMALL STEAM-BOILER FOR WORK OF NEW  
STEAM-TURBINE OF P-0,75-0,4/0,03**

---

A. L. SHUBENKO, Dr. Sci. Tech., N.YU. BABAK, Cand. Tech. Sci.,  
B. M. I. ROGOVOY, Cand. Tech. Sci.,  
A. M. PIVEN, A. G. KOVALENKO, V. V. VASILIEV

*The decision of task of improvement of technical and economical indexes of work of Akhtyrskaj of steam power station is examined in a summer period after starting of small steam turbine of P-0,75-0,4/0,03 by power 0,75 MWt by means of setting of small steam-boiler. Technical and economic questions, related to the choice of parameters and thermal chart of small gas steam-boiler, feed-in a ferry small turbine in a summer period, are analyzed.*

*Поступила в редакцию 12.11.09*